

RECOPILACIÓN Y PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN DE UN GRUPO DE
SUBESTACIONES AUTOMATIZADAS DE LA EBSA PARA LA EVALUACIÓN Y
EL ANÁLISIS DE ACTUALIZACIONES Y MANTENIMIENTO

TATIANA MILENA TORRES ULLOA

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELECTRÓNICA
TUNJA
2017

RECOPILACIÓN Y PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN DE UN GRUPO DE
SUBESTACIONES AUTOMATIZADAS DE LA EBSA PARA LA EVALUACIÓN Y
EL ANÁLISIS DE ACTUALIZACIONES Y MANTENIMIENTO

TATIANA MILENA TORRES ULLOA

Trabajo de grado, modalidad:
Práctica con proyección empresarial para optar el título de:
INGENIERO ELECTRÓNICO

DIRECTOR:
INGENIERO OSCAR MAURICIO HERNÁNDEZ GÓMEZ

COORDINADOR:
INGENIERO CARLOS EDUARDO GÓMEZ VACCA

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELECTRÓNICA
TUNJA
2017

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma de jurado

Tunja, 15 de Febrero 2017

A mis padres, hermano y a cada una de las personas que me apoyaron en el transcurso de mi formación académica.

AGRADECIMIENTOS

En primera medida agradezco a mi familia quienes me han acompañado en cada una de las etapas de mi vida y formación académica.

Agradezco al Director del proyecto, el ingeniero Oscar Mauricio Hernández Gómez quien estuvo comprometido con el desarrollo de la práctica empresarial, aportando con su experiencia profesional y a los diferentes ingenieros de la escuela de ingeniería electrónica UPTC.

Por ultimo doy las gracias al grupo de Telemática y Automatización de la EBSA quienes me aportaron sus conocimientos y apoyaron en el desarrollo del proyecto.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	11
OBJETIVOS.....	12
OBJETIVO GENERAL	12
OBJETIVOS ESPECIFICOS	12
1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....	13
2. ESTRUCTURA DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA AUTOMATIZADA.....	15
2.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	15
2.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA AUTOMATIZADA.....	17
3. IDENTIFICACIÓN SUBESTACIONES AUTOMATIZADAS ANTIGUAS DE LA EBSA	23
4. IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS Y ELEMENTOS ASOCIADOS A SUBESTACIONES AUTOMATIZADAS ANTIGUAS.....	28
4.1 RECONECTADORES Y TABLEROS DE CONROL.....	28
4.2 CELDAS	30
4.3 SECCIONADORES Y TRANSFORMADORES.....	31
4.4 PLC'S	33
4.5 GATEWAY'S Y RTU'S	35
4.6 RESPALDO DE ENERGÍA.....	37
4.7 RELOJ GPS	38
4.8 IHM Y SISTEMA SCADA	39
4.9 COMUNICACIONES	40
5. PLAN MANTENIMIENTO Y ACTUALIZACIÓN	42
5.1 MANTENIMIENTO EN UNA SUBESTACIÓN	42
5.2 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)	42
5.3 FORMATOS PARA REGISTRO DE CARACTERÍSTICAS Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS.....	47
5.4 PLAN DE ACTUALIZACIÓN	48

6. ORGANIZACIÓN DE INFORMACIÓN EN MEDIO DIGITAL.....	50
7. CONCLUSIONES.....	52
8. RECOMENDACIONES	53
BIBLIOGRAFÍA.....	54

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Kilómetros de Redes de Distribución de la EBSA.....	14
Tabla 2. Subestaciones Automatizadas de la Zona Centro.	23
Tabla 3. Subestaciones Automatizadas de la Zona Tundama.....	24
Tabla 4. Subestaciones Automatizadas de la Zona Sugamuxi.	24
Tabla 5. Subestaciones Automatizadas de la Zona Occidente.....	25
Tabla 6. Subestaciones Automatizadas de la Zona Oriente.	25
Tabla 7. Subestaciones Automatizadas de la Zona Norte.	26
Tabla 8. Subestaciones Automatizadas de la Zona Ricaurte.....	26
Tabla 9. Subestaciones Automatizadas de la Zona Puerto Boyacá.....	27
Tabla 10. Software y protocolos de comunicación de los reconectores de la EBSA.	29
Tabla 11. Potencias y niveles de tensión manejadas por los transformadores de la EBSA.	32
Tabla 12. Subestaciones de la EBSA que cuentan con PLC QUANTUM.....	34
Tabla 13. Gateway's de las subestaciones antiguas.	35
Tabla 14. Subestaciones que cuentan con miniRTU4000.	37
Tabla 15. Medios de comunicación en Subestaciones Antiguas que usan Fibra óptica y enlaces inalámbricos.	40

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Distribución por zonas del departamento de Boyacá.....	13
Figura 2. Clasificación de las Subestaciones Eléctricas.	15
Figura 3. Niveles de automatización de una Subestación Eléctrica.....	17
Figura 4. Representación del Sistema de Control.....	19
Figura 5. Subestación EBSA del municipio de Sáchica 34.5kV/13.8kV.....	20
Figura 6. Subestación EBSA Patriotas 34.5kV/13.8kV.	21
Figura 7. Celdas de la Subestación Patriotas.	21
Figura 8. Relación por zonas de las subestaciones automatizadas y las subestaciones automatizadas antiguas.	27
Figura 9. Tablero de Control NU-LEC (Subestación Santana).	29
Figura 10. Conexión Reconectador – Tablero de Control (Subestación Ramiriquí).	30
Figura 11. Celda AREVA perteneciente a la subestación Guateque de la EBSA..	31
Figura 12. Banco de Baterías Subestación Donato.	38
Figura 13. Reloj GPS Meinberg GPS163TDHS.	38
Figura 14. IHM Subestación Donato.	39
Figura 15. Medios de Transmisión en Subestaciones Antiguas de la EBSA.	40
Figura 16. Protocolos de comunicación entrante y saliente del Gateway de las subestaciones al sistema SCADA.....	41
Figura 17. Formato Características Equipos de Automatización EBSA.....	47
Figura 18. Formato Mantenimiento Equipos de Automatización EBSA.	48
Figura 19. Creación Equipo de Automatización (Gateway) en la subestación Otanche mediante SAP.	51

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A.	CD
Anexo B.	CD
Anexo C.	CD
Anexo D.	CD
Anexo E.	CD
Anexo F.	CD
Anexo G.	CD

GLOSARIO

ANTENA: dispositivo que recibe y emite señales, ondas electromagnéticas a través de un medio aéreo¹.

AUTÓMATA: es un modelo similar de una computadora, puede describir el funcionamiento de un sistema, lee y produce símbolos, posee una unidad de control y posiblemente memoria².

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas. Entidad eminentemente técnica y su objetivo es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión³.

GATEWAY: equipo que permite interconectar dispositivos con protocolos completamente diferentes.

GPS: Sistema de Posicionamiento Global. Consiste en un conjunto de 24 satélites que circundan la tierra y envían señales de radio a su superficie⁴ y por medio de un receptor GPS recibe estas señales para determinar localización y tiempo exacto.

GPRS: medio orientado a la comunicación por paquetes, es decir, solo hace uso de la red cuando existe algo que transmitir o recibir.

IEC: International Electrotechnical Commission. La Comisión Electrotécnica Internacional es la organización global líder que publica estándares internacionales basados en el consenso y gestiona sistemas de evaluación de la conformidad para productos, sistemas y servicios eléctricos y electrónicos, conocidos colectivamente como electrotecnia⁵.

MODEM: dispositivo encargado de adaptar señales digitales para su transmisión por una red conmutada⁶.

¹ HUIDOBRO, José Manuel. Antenas de Telecomunicaciones. Revista Digital de ACTA. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: (https://www.acta.es/medios/articulos/ciencias_y_tecnologia/020001.pdf).

² BILLHARDT, Holger. Teoría de Automatas y Lenguajes Formales, Capítulo 1: "Introducción". {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: (http://www.ia.urjc.es/grupo/docencia/automatas_itis/apuntes/capitulo%201.ppt.pdf).

³ CREG. Nuestra Historia. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: (<http://www.ebsa.com.co/website/index.html>).

⁴ LETHAM, Lawrence. GPS Fácil. Introducción al Sistema de Posicionamiento Global. Página 5. {16 de Enero de 2017}.

⁵ IEC. What We Do. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: (<http://www.iec.ch/about/activities/?ref=menu>).

⁶ FAÜNDEZ, Marcos. Sistemas de Comunicaciones. Página 208

Patio: es la zona de la subestación en la que se encuentran interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y de potencial, los descargadores de sobretensión y las trampas de onda, entre otros⁷.

PLC: Programmable Logic Controller. Dispositivo digital electrónico con una memoria programable para el almacenamiento de instrucciones, permitiendo la implementación de funciones específicas como ser: lógicas, secuenciales, temporizadas, de conteo y aritméticas; con el objeto de controlar máquinas y procesos⁸.

PRTG: Paessler Router Traffic Grapher. Software que supervisa todos los sistemas, dispositivos y aplicaciones de infraestructura de las subestaciones de la EBSA.

RTU: Remote Terminal Unit. Su función es controlar y adquirir datos de equipos y transferir estos datos a una estación central.

SAP: Sistemas, Aplicaciones y Productos. Es un sistema informático integrado de gestión empresarial diseñado para modelar y automatizar las diferentes áreas de la empresa y la administración de sus recursos⁹.

Switch: encargados de la interconexión de equipos dentro de una misma red. La función básica que realiza un switch se conoce como conmutación y consiste en transferir datos entre los diferentes dispositivos de la red¹⁰.

⁷ Equipos de las Subestaciones. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: (<http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/c2equipos24.php>).

⁸ Manual 061 Controlador Lógico Programable PLC. {En línea}. {18 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://www.microautomacion.com/capacitacion/Manual061ControladorLgicoProgramablePLC.pdf>

⁹ SAP. Acerca de SAP. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: (<https://www.sap.com/latinamerica/about.html>).

¹⁰ Redes Telemáticas. El switch: cómo funciona y sus principales características. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: (<http://redestelematicas.com/el-switch-como-funciona-y-sus-principales-caracteristicas/>).

RESUMEN

Este documento expone la recopilación y procesamiento de información de las subestaciones automatizadas de la EBSA, la cual se obtiene con la información brindada por el personal encargado del área de automatización y con las visitas realizadas a diferentes subestaciones de la empresa. Por lo tanto en el desarrollo de este documento se podrá observar que en primer lugar se tiene una descripción de la empresa y definición de conceptos generales sobre subestaciones eléctricas automatizadas, luego se muestran los resultados obtenidos de realizar la identificación de las subestaciones más antiguas de la empresa junto con equipos y características de los mismos. Por último se plantea una metodología de mantenimiento y se dan algunas recomendaciones para el sistema de automatización.

Automatización, Automatización de la subestación, Mantenimiento, Sistema de Control,
Subestaciones Eléctricas.

INTRODUCCIÓN

EBSA S.A. E.S.P. (Empresa de Energía de Boyacá), es una empresa con 63 años de antigüedad, catalogada como una de las empresas más grandes de Boyacá y con un buen posicionamiento a nivel nacional. Prestadora de servicios públicos que contribuye al desarrollo y progreso de la región, distribuyendo y comercializando energía junto con la ejecución de proyectos eléctricos. El crecimiento de la EBSA se refleja en su gestión sobre el sistema de distribución de energía, que beneficia a aproximadamente 377.206 clientes de áreas rurales y urbanas.

La energía eléctrica es necesaria en cualquier parte para aspectos tanto de la vida cotidiana como comerciales, por lo tanto es necesario garantizar que el servicio eléctrico sea continuo y de calidad, es por esto que EBSA dentro de sus altos estándares de gestión e innovación cuenta con un sistema de monitoreo permanente en 67 subestaciones eléctricas automatizadas, involucrando sistemas de control y sistemas de comunicación eficientes para obtener un sistema de distribución confiable y seguro.

Por lo tanto para cada subestación automatizada se requiere tener un registro de sus equipos y dispositivos de control y de comunicaciones con el fin de saber su estado y así establecer parámetros de mantenimiento y actualización.

De esta manera, el desarrollo del proyecto se centra en primer lugar en identificar las características generales y básicas de una subestación eléctrica automatizada, luego identificar las subestaciones que se consideran antiguas en automatización y determinar elementos como equipos, dispositivos y protocolos que las componen, junto con algunas de sus características. Además de esto se plantea una metodología de mantenimiento y recomendaciones de actualizaciones y mejoras para garantizar el buen funcionamiento y confiabilidad de todo el proceso de distribución de energía.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Identificar los equipos, componentes y tipos de automatización de un grupo de subestaciones de la Empresa de Energía de Boyacá EBSA, para proponer un documento que contenga descripción, posibles actualizaciones o mejoras de los sistemas de automatización.

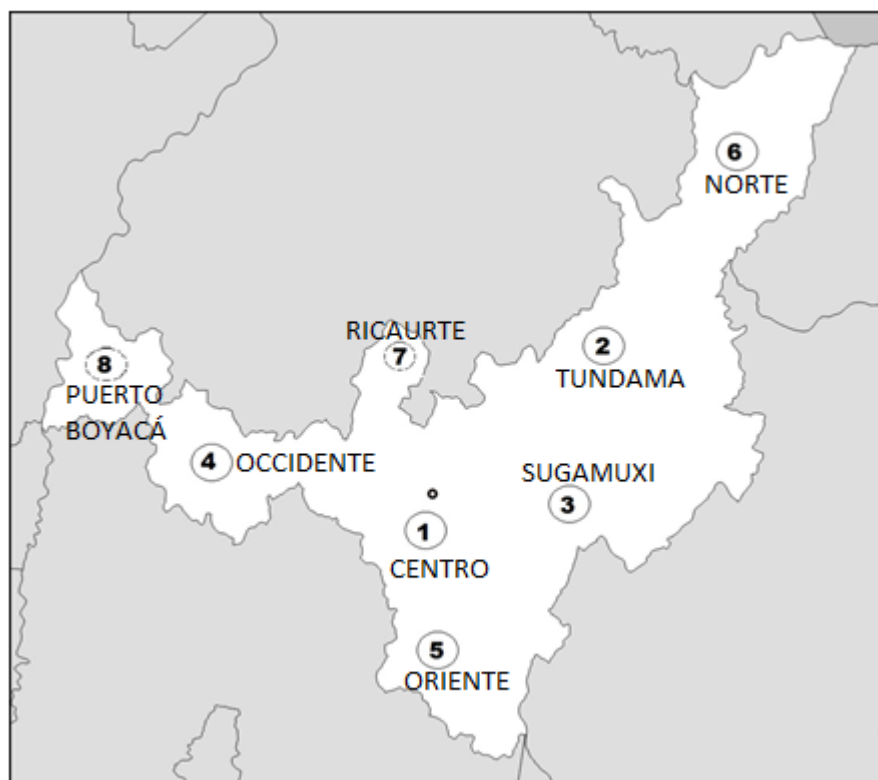
OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Identificar y seleccionar las subestaciones automatizadas que se visitaran teniendo en cuenta su antigüedad.
- Visitar el conjunto de subestaciones seleccionadas con el fin de documentar las características de equipos y elementos asociados a sus sistemas de automatización.
- Organizar la información obtenida referente a la visita de las subestaciones, para documentar de manera digital e interactiva las características de las subestaciones automatizadas.

1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

EBSA S.A. E.S.P. distribuye y comercializa energía eléctrica en 123 municipios del departamento de Boyacá. Cuenta con 93 subestaciones de energía distribuidas en ocho zonas operativas: Centro, Tundama, Sugamuxi, Occidente, Oriente, Norte, Ricaurte y Puerto Boyacá. La distribución de estas zonas operativas se puede observar en la Figura 1.

Figura 1. Distribución por zonas del departamento de Boyacá.



Fuente: Autor.

De las 93 subestaciones se tienen 67 subestaciones automatizadas que son vigiladas con un sistema SCADA que funciona sobre el Software SPECTRUM POWER CC de SIEMENS, el cual recibe señales para monitoreo y operación remota de equipos instalados en cada una de las subestaciones automatizadas del departamento de Boyacá. A su vez cuenta con un Software PRTG para el monitoreo de las redes de comunicación (Anexo A).

La EBSA extiende la infraestructura eléctrica en el departamento con 33240 Km de redes de distribución, dividida como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Kilómetros de Redes de Distribución de la EBSA.

NIVELES DE LINEAS DE TRANSMISION	Kilómetros de RED
115 kV	540 Km
34,5 kV	1.635 Km
13,8 kV	12.910 Km
Menores a 13.8 kV	18.155 Km
TOTAL Km LINEAS DE DISTRIBUCION	33.240 Km

Fuente: Autor.

Cuenta actualmente con un total de 93 subestaciones reductoras y de maniobra, distribuidas así: una subestación 115kV, una subestación de 230kV/115kV /34.5kV/13.8kV, nueve subestaciones de tensiones de 115kV/34.5kV/13.8kV, 76 subestaciones de tensiones 34.5kV/13.8kV y seis subestaciones de 13.8kV. En el anexo B se podrán ver las todas las subestaciones de la EBSA con sus respectivos niveles de tensión.

La infraestructura de la EBSA de acuerdo a sus proyectos de expansión para ofrecer un suministro de energía más confiable en el departamento crecerá con proyectos como:

- Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la nueva Subestación Sochagota 230/115 kV con capacidad de transformación de 180 MVA y las líneas de transmisión asociadas.
- Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la nueva subestación Chivor 115 kV con capacidad de transformación 230/115 kV de 150 MVA y la nueva línea de transmisión regional a 115 kV de 25 km.
- Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de las nuevas subestación El Huche y Alto Ricaurte 115 kV con capacidad de transformación de 40 MVA.

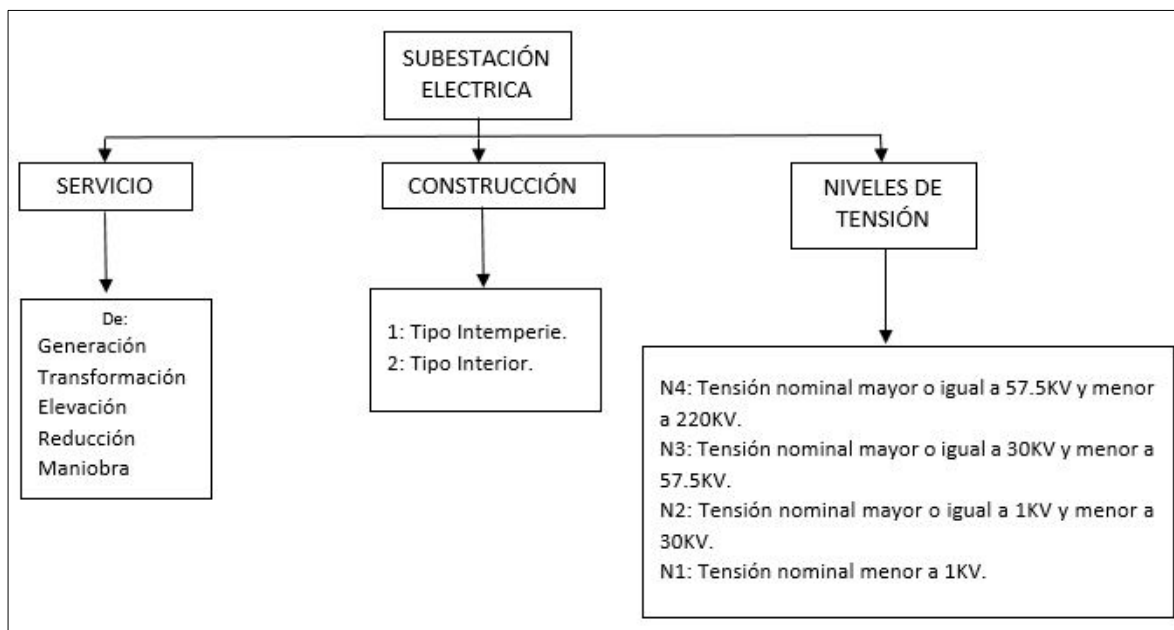
2. ESTRUCTURA DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA AUTOMATIZADA

2.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

En una subestación eléctrica se transforman niveles de tensión a niveles tensiones apropiados para el transporte, distribución y comercialización. La subestación es conformada por un conjunto de equipos usados con el fin de controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema mediante dispositivos automáticos de protección¹¹.

Las subestaciones eléctricas se pueden clasificar de forma general según el servicio que prestan, sus niveles de tensión y construcción como se observa en la Figura 2.

Figura 2. Clasificación de las Subestaciones Eléctricas.



Fuente: Autor.

De acuerdo a la clasificación de subestaciones por servicio se tiene:

¹¹ALCALÁ, Ricardo. GARCÍA, José de Jesús. HERNÁNDEZ, Moisés. "MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PRUEBAS APLICABLES A SUBESTACIONES COMPACTAS CONVENCIONALES". Tesis, INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL DE MÉXICO, página 4. noviembre 2010.

2.1.1 Subestación de generación. Está compuesta por un conjunto de equipos localizados en patio, con igual nivel de tensión. En este tipo de subestación se realiza una elevación del nivel de tensión de generación a un nivel de tensión indicado para ser transportado en grandes distancias.

2.1.2 Subestación de transformación. Subestación en la cual se hace un cambio de nivel de tensión ya sea mayor (elevación) o menor (reducción).

2.1.3 Subestación de elevación. Subestación que por medio de transformadores de potencia eleva la tensión generada a media a alta o muy alta tensión y reduce la corriente, para poder ser transportada a grandes distancias.

2.1.4 Subestación de reducción. Subestación que por medio de transformadores de potencia reduce la tensión de alta o muy alta tensión, a tensión media, aumenta la corriente para poder ser distribuida por medio de líneas de transmisión y circuitos de distribución.

2.1.5 Subestación de maniobra. Subestación de donde se distribuye energía a otras subestaciones o circuitos, sin modificar tensiones. Son nodos de entrada y salida sin elementos de transformación.

De acuerdo a la clasificación de subestaciones por construcción se tiene:

2.1.6 Subestación tipo intemperie. Son subestaciones que se encuentran al aire libre, bajo condiciones atmosféricas, también conocidas como subestaciones tipo patio.

2.1.7 Subestación tipo interior. Subestaciones protegidas por obra civil, en ellas se encuentran varias celdas. Una de ellas destinada para el transformador de distribución, una celda para el equipo de protección y maniobra y otra celda que alberga el grupo de medida compuesto por los transformadores de potencial y de corriente¹².

¹² UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS. Curso Virtual de Redes Eléctricas. Contenido: Capítulo Dos: Subestaciones de distribución. {En línea}. {17 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/c2subestaciones25.php>.

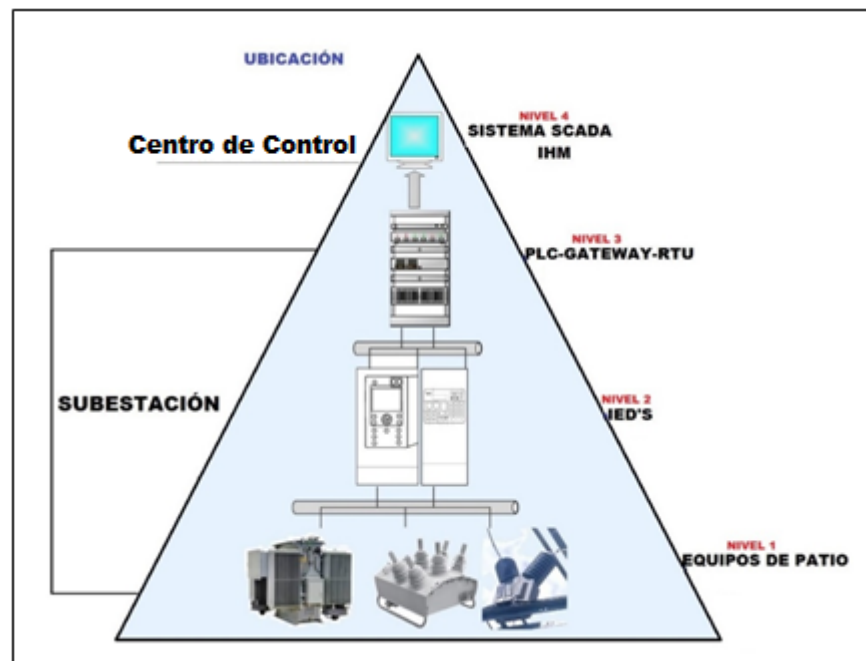
2.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA AUTOMATIZADA

Una subestación eléctrica automatizada está conformada por equipos de alta tensión como transformadores, seccionadores, reconectadores, entre otros y por sistemas de control, protección, comunicación y servicios auxiliares. Los equipos que pertenecen al sistema de control están integrados a un sistema SCADA (Supervisión, Control y adquisición de Datos) por medio de protocolos de comunicación.

Tener una subestación automatizada garantiza recibir información en tiempo real y de manera permanente del estado de cada uno de los equipos eléctricos robustos, permitiendo procesos de distribución de energía más eficientes y seguros.

Las subestaciones eléctricas automatizadas están divididas en cuatro niveles como se observa en la Figura 3.

Figura 3. Niveles de automatización de una Subestación Eléctrica.



Fuente: Autor.

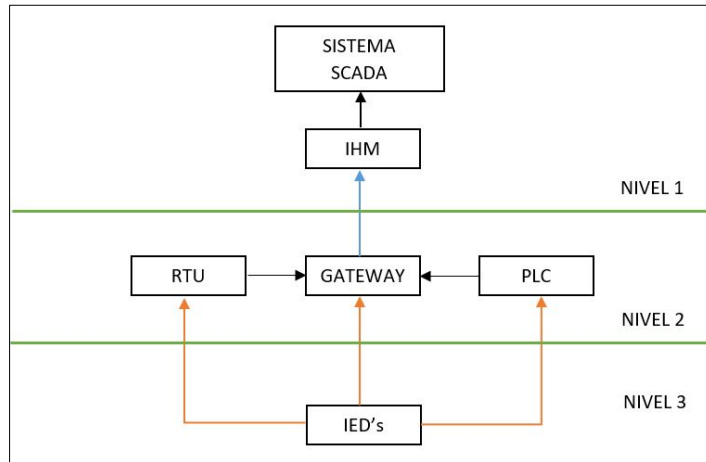
Los primeros tres niveles son equipos ubicados en las subestaciones, en el primer nivel se observan equipos de patio como reconectadores, transformadores y seccionadores (Anexo C). En el segundo nivel se encuentran IED'S (Intelligent Electronic Device) como tableros de control ubicados en patio y celdas situadas al interior de las casetas de control. Los equipos del tercer nivel son Gateway's, PLC's (controladores lógicos programables) y RTU's (Unidades terminales remotas), quienes se encargan de recibir las señales de los IED's y transmitir las al cuarto nivel compuesto por una IHM (Interfaz Hombre-Máquina) y un sistema SCADA ubicados en un centro de control externo a las subestaciones. La definición de estos equipos que componen el tercer y cuarto nivel se pueden ver en el Anexo D.

2.2.1 Sistemas de control. En una subestación eléctrica el sistema de control es el encargado de asegurar que el servicio sea continuo y de calidad, supervisando, monitoreando, controlando, protegiendo y maniobrando dispositivos involucrados en la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Haciendo uso de un sistema SCADA y una IHM se ejecutan, modifican o anulan actividades de varios autómatas, a su vez se pueden generar alarmas para dar aviso de funcionamiento inadecuado y obtener historial de datos o información.

El sistema de control también está compuesto por PLC's, RTU's y Gateway's que cumplen con funciones que dependen de los requerimientos en cada subestación. El PLC interpreta las señales que llegan de manera cableada y las convierte a salidas digitales con protocolos que se puedan comunicar con el Gateway. Las RTU's pueden cumplir la función de ser tarjetas de entrada/salida y conectar con los Gateway's o ser equipos encargados de recibir datos con múltiples y diferentes protocolos de los IED's y convertirlos o hacer la traducción a un mismo protocolo para hacer la interconexión y transmisión rápida de los datos al sistema SCADA al igual que lo haría un Gateway.

La Figura 4 representa de manera general como está compuesto el sistema de control en una subestación eléctrica, teniendo en el primer nivel el centro de control donde se monitorean, ejecutan y maniobran los IED's, en el segundo nivel se tienen los equipos encargados de recibir las señales e interconectar redes con protocolos y arquitecturas diferentes, por último se tiene un tercer nivel donde se encuentran los IED's con capacidad de comunicación e interacción con una RTU, PLC o Gateway para informar sobre datos, eventos y recibir comandos.

Figura 4. Representación del Sistema de Control.



Fuente: Autor.

2.2.2 Equipos de patio. Transformadores, seccionadores, reconectadores con sus respectivos tableros de control y/o celdas son algunos de los equipos junto con el sistema de respaldo de energía presentes en subestaciones convencionales tipo intemperie y tipo interior a los cuales se puede tener acceso por medio del sistema de control.

La Figura 5 corresponde a la subestación del municipio de Sáchica, esta subestación es de reducción 34.5kV/13.8kV. En esta imagen se muestran las diferentes partes y equipos de patio que tiene una subestación de tipo intemperie enumeradas del 1 al 7, así:

- 1: Transformador de potencia.
- 2: Reconectador.
- 3: Tablero de Control.
- 4: Servicios Auxiliares: Transformadores auxiliares de 13.8kV/110V AC.
- 5: Seccionadores.
- 6: Antena de comunicaciones.
- 7: Caseta de control.

Figura 5. Subestación EBSA del municipio de SÁCHICA 34.5kV/13.8kV.



Fuente: Autor.

En la Figura 6 se muestra el transformador de tensión (1) y la caseta de control (2) de una subestación de tipo interior. En la caseta de control se encuentran celdas (Figura 7) constituidas internamente por interruptores, sistemas de protección, control y potencia.

Figura 6. Subestación EBSA Patriotas 34.5kV/13.8kV.



Fuente: Autor.

Figura 7. Celdas de la Subestación Patriotas.



Fuente: Autor.

2.2.3 Sistema de comunicación. El sistema de comunicación es vital y fundamental en el control, maniobra y supervisión de las subestaciones, debe estar disponible todo el tiempo para evitar perder tiempo de reacción ante un posible fallo en cualquier dispositivo o equipo de una subestación.

Para la comunicación con el sistema de control en subestaciones, el sistema de comunicación hace uso de dos medios de transmisión: fibra óptica y enlaces

inalámbricos. Además del uso de protocolos de comunicación que hacen posible el intercambio ordenado de información, existen protocolos para transmisión que son usados en la estación maestra y protocolos de recepción usados en la estación esclava. Entendiéndose como estación maestra la parte central (centro de control – sistema SCADA), donde se pueden observar los estados y ejecutar actividades sobre los esclavos de la red que controla, mientras que los esclavos (IED's de las subestaciones) reciben las ordenes enviadas por el maestro las ejecutan y dan respuesta cuando las realizan.

Los protocolos actualmente más utilizados para la comunicación en las subestaciones entre sistema SCADA, HMI, PLC's, Gateway's, RTU's e IED's son los protocolos IEC 60870-5-101/103/104 e IEC 61850 (Anexo E).

3. IDENTIFICACIÓN SUBESTACIONES AUTOMATIZADAS ANTIGUAS DE LA EBSA

La resolución 097 de 2008 de la CREG expone que la vida útil de los sistemas de control de subestaciones (115 kv/34.5 kv o 115kv/ 13.8 kv) junto con sistemas de comunicación, sistemas SCADA, enlaces de comunicaciones por microondas, enlaces de fibra óptica, IHM's, RTU's y Gateway's es de 10 años.

Por lo tanto de la Tabla 2 a la Tabla 9 se presenta la distribución de las subestaciones automatizadas según su zona de ubicación indicando el año de automatización de cada una, se resaltan de color naranja las subestaciones que tienen 10 años (Vida útil según la resolución de la CREG) o más de haber sido automatizadas y en color amarillo las subestaciones con 8 o 9 años de antigüedad con el fin de presentar un aviso temprano de la proximidad a los 10 años.

Tabla 2. Subestaciones Automatizadas de la Zona Centro.

ZONA CENTRO		
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Donato	Tunja	2004
Hunza	Tunja	2004
Patriotas	Tunja	2009
Río de Piedras	Tuta	2015
Samacá	Samacá	2014
Villa de Leyva	Villa de Leyva	2014
Aposentos	Nuevo Colón	2008
Combita	Combita	2008
El Muelle	Sutamarchán	2014
Gachantiva	Gachantiva	2011
Jenesano	Jenesano	2008
Miraflores	Miraflores	2008
Ramiriquí	Ramiriquí	2008
Tibana	Tibana	2012

Sáchica	Sáchica	2008
Umbita	Umbita	2012
Ventaquemada	Ventaquemada	2008
Zetaquirá	Zetaquirá	2008

Fuente: Autor.

Tabla 3. Subestaciones Automatizadas de la Zona Tundama.

ZONA TUNDAMA		
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Higueras	Duitama	2006
Iracá	Duitama	2006
Marantá	Duitama	2006
Paipa	Paipa	2006
Belén	Belén	2012
Paz de Río	Paz de Río	2008
Socha	Socha	2008
Socotá	Socotá	2008

Fuente: Autor.

Tabla 4. Subestaciones Automatizadas de la Zona Sugamuxi.

ZONA SUGAMUXI		
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Ramada	Sogamoso	2004
San Antonio	Sogamoso	2006
Sirata	Sogamoso	2004
Firavitoba	Firavitoba	2008
Llano de Alarcón	Cuitiva	2012
Tópaga	Tópaga	2012
Tasco	Tasco	2008

Fuente: Autor.

Tabla 5. Subestaciones Automatizadas de la Zona Occidente.

ZONA OCCIDENTE		
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Chiquinquirá	Chiquinquirá	2007
Briceño	Briceño	2011
Buena Vista	Buena Vista	2008
Cantino	Coper	2012
Guanares	San Pablo de Borbur	2008
Muzo	Muzo	2008
Otanche	Otanche	2008
Pauna	Pauna	2012
Saboyá	Saboyá	2012
San Pablo de Borbur	San Pablo de Borbur	2014

Fuente: Autor.

Tabla 6. Subestaciones Automatizadas de la Zona Oriente.

ZONA ORIENTE		
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Garagoa	Garagoa	2011
Guateque	Guateque	2008
Santa María	Santa María	2010
Tunjita	Macanal	2014
Chinavita	Chinavita	2008
Macanal	Macanal	2008
San Luis de Gaceno	San Luis de Gaceno	2008

Sutatenza	Sutatenza	2012
Tenza	Tenza	2008

Fuente: Autor.

Tabla 7. Subestaciones Automatizadas de la Zona Norte.

ZONA NORTE		
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Boavita	Boavita	2008
Chita	Chita	2008
Guacamayas	Guacamayas	2012
Soatá	Soatá	2012
Tipacoque	Tipacoque	2008

Fuente: Autor.

Tabla 8. Subestaciones Automatizadas de la Zona Ricaurte.

ZONA RICAURTE		
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Moniquirá	Moniquirá	2010
Arcabuco	Arcabuco	2012
Chitaraque	Chitaraque	2012
Santana	Santana	2016
San José de Pare	San José de Pare	2008
Togüi	Togüi	2008

Fuente: Autor.

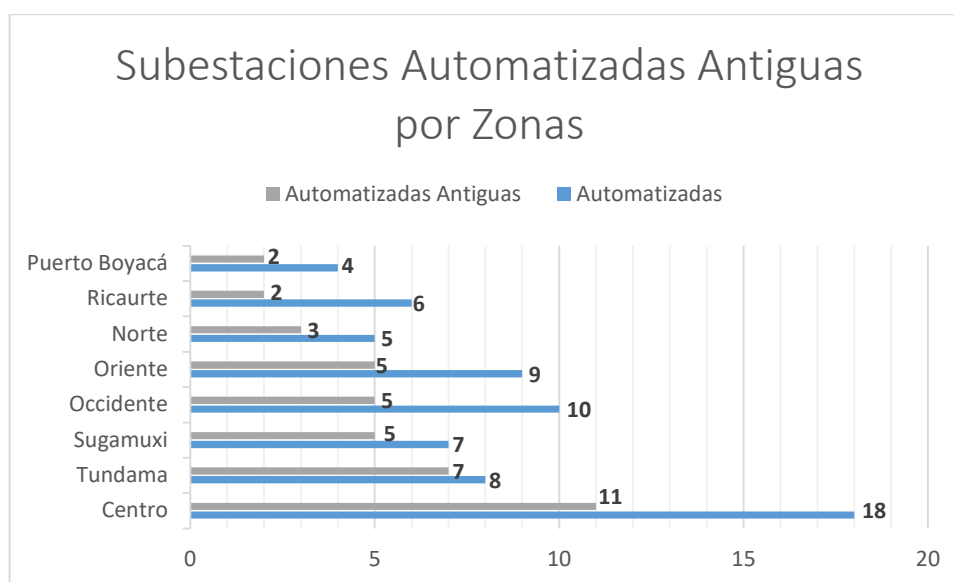
Tabla 9. Subestaciones Automatizadas de la Zona Puerto Boyacá.

ZONA PUERTO BOYACÁ		
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Puerto Boyacá	Puerto Boyacá	2007
La Perla	Puerto Boyacá	2012
Puerto Serviez	Puerto Boyacá	2008
Velazquez	Puerto Boyacá	2016

Fuente: Autor.

En total son 40 subestaciones automatizadas resaltadas, es decir, un 59.7% de las 67 subestaciones automatizadas de la EBSA se pueden considerar como antiguas. En la Figura 8 se observa la relación por zonas de las subestaciones automatizadas y las subestaciones automatizadas consideradas antiguas.

Figura 8. Relación por zonas de las subestaciones automatizadas y las subestaciones automatizadas antiguas.



Fuente: Autor.

4. IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS Y ELEMENTOS ASOCIADOS A SUBESTACIONES AUTOMATIZADAS ANTIGUAS

La EBSA sigue el modelo de niveles de automatización mostrados en la Figura 3, del literal 2.2, sin importar el tipo de construcción que tenga la subestación automatizada (tipo intemperie o tipo interior). En cuanto a equipo de patio, las subestaciones cuentan con interruptores o reconectadores, celdas y seccionadores. Por su parte para el sistema de control o mando todas cuentan con IED's y Gateways aunque no todas tienen PLC's o RTU'S.

A continuación se expondrán de manera general las características de los equipos y dispositivos más comunes dentro de las subestaciones automatizadas de la EBSA.

4.1 RECONECTADORES Y TABLEROS DE CONTROL

En la EBSA se cuenta con interruptores automáticos llamados reconectadores, cada uno de estos cuenta con su tablero de control.

Los tableros de control reciben información de los sensores y con base en esto, envían señales de apertura y cierre a los elementos de actuación correspondientes. Los tableros de control se energizan con tensión 230 VAC proveniente de la red de distribución (a través de un transformador auxiliar) y además cuentan con un banco de baterías las cuales pueden abastecer al equipo hasta 24 horas aproximadamente. El controlador posee una amplia gama de funciones de protección, comunicaciones, registro de parámetros eléctricos, entre otras, que optimizan el funcionamiento del dispositivo¹³.

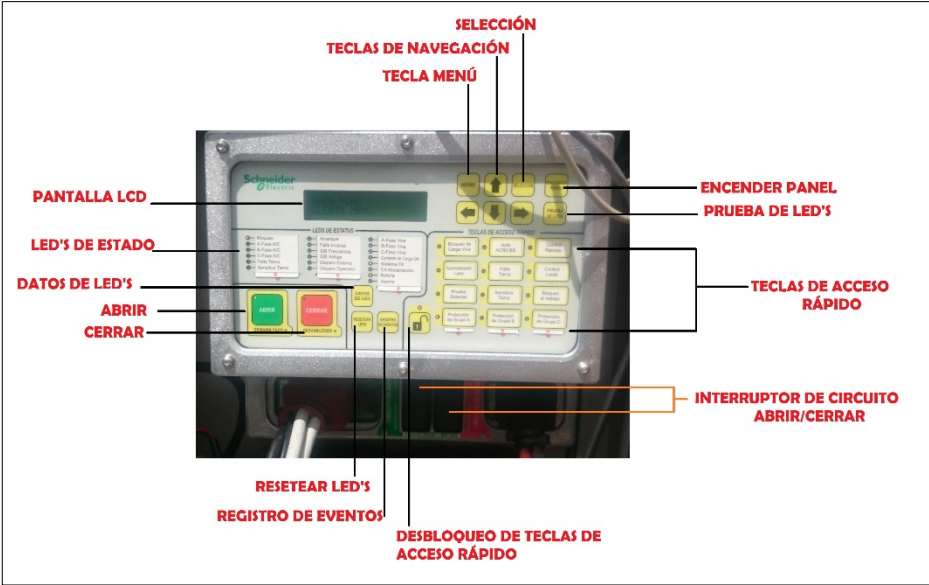
Estos tableros cuentan con un panel de control basado en una pantalla de cristal líquido (LCD) y un teclado que proporciona funciones de navegación rápida y control local como se puede observar en la Figura 9.

El teclado de funciones de navegación rápida ofrece opciones como bloqueo y desbloqueo del panel de control, determinar el tipo de protecciones eléctricas,

¹³ Rivas, Carlos. Manual de operación, programación y pruebas eléctricas del reconector automático trifásico, tipo intemperie, 630 a, 27 kV, acero inoxidable, marca Schneider nu-lec, serie U, caja de control flex-vue. Página 27

activación/desactivación de control remoto y control local, función de protección de falla a tierra, entre otras.

Figura 9. Tablero de Control NU-LEC (Subestación Santana).



Fuente: Autor.

Cada tablero de control tiene un protocolo para establecer la comunicación con el Gateway o RTU y su propio software para terminos de configurar y realizar pruebas de maniobra. La marca del tablero de control, su software y su protocolo de comunicación se observan en la Tabla 10.

Tabla 10. Software y protocolos de comunicación de los reconectores de la EBSA.

RECONECTADOR	TABLERO DE CONTROL	SOFTWARE	PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN
NOJA POWER	NOJA POWER	NOJA POWER CMS	DNP3 IEC 60870-5-104 IEC 61850
NU-LEC Scheneider	NU-LEC Scheneider	AXON EXCHANGE	DNP3 IEC 60870-5-104 MODBUS
WHIPP & BOURNE	PANACEA	OPM II	DNP3 MODBUS

Fuente: Autor.

En el anexo F se podrá observar mediante un archivo excel que subestaciones automatizadas cuentan con reconectores y con que reconectores cuenta cada.

La Figura 10 muestra de manera práctica la localización del reconector y su respectivo tablero de control en una subestación.

Figura 10. Conexión Reconector – Tablero de Control (Subestación Ramiriquí).



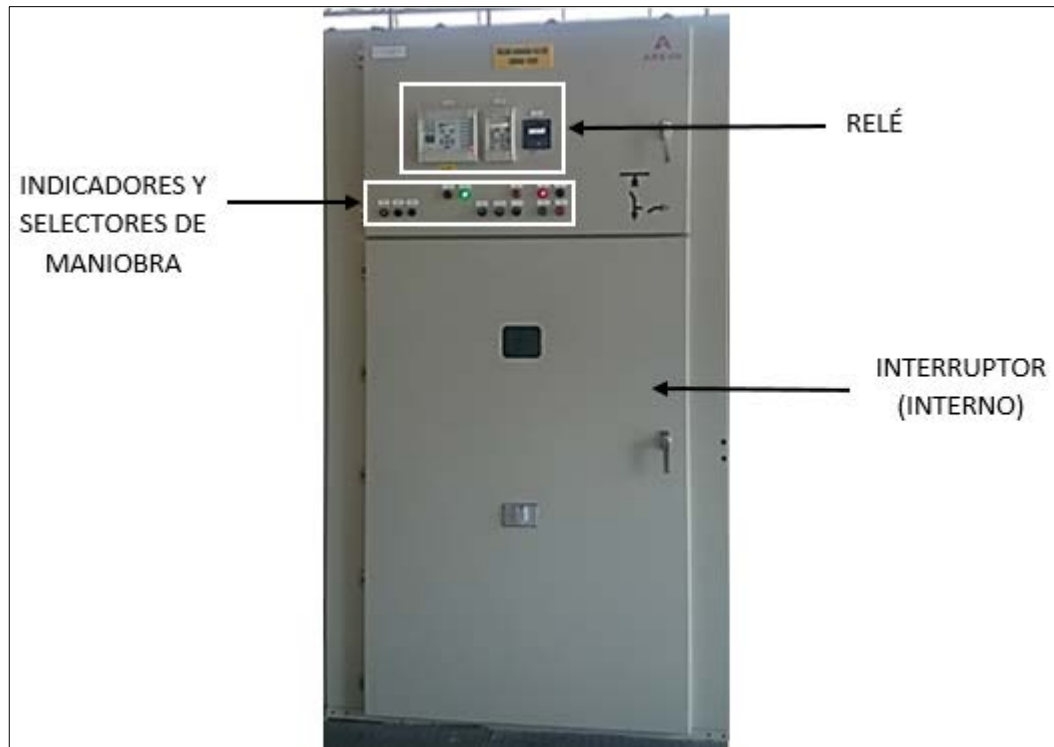
Fuente: Autor.

4.2 CELDAS

En las celdas se encuentran relés de protección e interruptores actuadores con acceso a indicadores de señalización y selectores de maniobra como se puede ver en la Figura 11. Las celdas de las subestaciones tipo interior de la EBSA son celdas híbridas, es decir, los relés e interruptores pueden ser de diferente fabricante a los del gabinete. Los gabinetes usados son de AREVA y ABB, pero dentro de estos los relés usados son del fabricante General Electric de distintas referencias dependiendo los requerimientos de protecciones, estos a su vez

manejan protocolos como MODBUS, DNP, IEC 60870-5-104 e IEC 61850 en las referencias más actuales.

Figura 11. Celda AREVA perteneciente a la subestación Guateque de la EBSA.



Fuente: Autor.

4.3 SECCIONADORES Y TRANSFORMADORES

La EBSA cuenta con seccionadores automáticos operados de manera remota en subestaciones como Donato, Higueras, Paipa, Ramada, San Antonio, Chiquinquirá, Guateque, Boavita y Puerto Boyacá, estos seccionadores son para tensiones de 115 kV y 220kV. En las demás subestaciones los seccionadores son operados de forma manual.

Los transformadores de tensión cuentan con tableros de control para protecciones mecánicas donde solo se pueden supervisar y monitorear diferentes parámetros como temperatura, nivel de aceite, presión, entre otros, sobre estos no se puede ejecutar o realizar maniobras. Las potencias de los diferentes transformadores de las subestaciones antiguas de la EBSA se visualizan en la Tabla 11.

Tabla 11. Potencias y niveles de tensión manejadas por los transformadores de la EBSA.

POTENCIA	NIVEL DE TENSIÓN	SUBESTACIONES
0.5 MVA	34.5/13.8kV	Buena Vista Tipacoque Zetaquirá
0.6 MVA	34.5/13.8kV	Chita
1 MVA	34.5/13.8kV	Jenesano Macanal Otanche Sáchica San Luis de Gaceno San José de Pare Tenza
1.5 MVA	34.5/13.8kV	Guanares Ventaquemada Paz de Río Puerto Serviez Socha Tasco Togüi
1.6MVA	34.5/13.8kV	Aposentos Chinavita Ramiriquí Socotá
2MVA	34.5/13.8kV	Combita
3MVA	34.5/13.8kV	Firavitoba Miraflores Muzo

3.5 MVA -4.6MVA	115/34.5/13.8kV	Donato Higueras Ramada
8 MVA -10MVA	115/34.5/13.8kV	Chiquinquirá Guateque
10 MVA -12.5MVA	115/13.8kV 34.5/13.8kV	Donato Hunza Iracá
12.5 MVA -15MVA	34.5/13.8KV	Patriotas Marantá San Antonio Sirata
15 MVA-20MVA	34.5/13.8KV	Higueras Ramada Boavita Puerto Boyacá
26MVA-30MVA	115/34.5/13.8Kv 115/34.5kV	Paipa San Antonio

Fuente: Autor.

4.4 PLC'S

Las 12 subestaciones más antiguas de la EBSA en automatización cuentan con PLC's (Tabla 12) de fabricante Schneider Electric, referencia QUANTUM TELEMECANIQUE 140 con CPU 65150, estos PLC fueron implementados con el fin de interpretar las señales cableadas de los equipos de las subestaciones, convertirlas y enviarlas al Gateway a través de MODBUS.

Para subestaciones automatizadas recientemente se están empleando PLC's Axion SEL de referencia 2240.

Tabla 12. Subestaciones de la EBSA que cuentan con PLC QUANTUM.

SUBESTACIÓN	CANTIDAD	FUNCION
BOAVITA (2008)	3	Controlador 115kV y 34.5 kV Controlador 13.8 kV Controlador servicios auxiliares
CHIQUEQUIRÁ (2007)	4	Controlador 115kV Controlador 34.5kV Controlador 13.8 kV Controlador servicios auxiliares
DONATO (2004)	2	Controlador 115kV y 34.5 kV Controlador 13.8 kV
GUATEQUE (2008)	4	Controlador 115kV Controlador 34.5kV Controlador 13.8 kV Controlador servicios auxiliares
HIGUERAS (2006)	4	Controlador 115kV Controlador 34.5kV Controlador 13.8 kV Controlador servicios auxiliares
HUNZA (2004)	2	Controlador 34.5kV Controlador 13.8 kV
MARANTÁ (2006)	3	Controlador 34.5kV Controlador 13.8 kV Controlador servicios auxiliares
PAIPA (2006)	8	Controlador 230 kV Controlador 115 kV (3) Controlador 34.5kV Controlador 13.8 kV Controlador Saux Controlador Generación
PUERTO BOYACÁ (2007)	4	Controlador 115kV Controlador 34.5kV Controlador 13.8 kV Controlador servicios auxiliares
RAMADA (2004)	5	Controlador Gateway Controlador 115kV Controlador 34.5kV Controlador 13.8 kV

		Controlador servicios auxiliares
SAN ANTONIO (2006)	4	Controlador 115kV Controlador 34.5kV Controlador 13.8 kV Controlador servicios auxiliares
SIRATA (2004)	3	Controlador 115kV Controlador 34.5kV Controlador 13.8 Kv y servicios auxiliares

Fuente: Autor.

4.5 GATEWAY'S Y RTU'S

Los Gateway's implementados en las subestaciones de ocho o más años de antigüedad de la EBSA son de fabricantes COOPER y SIEMENS. La Tabla 13 muestra las referencias de Gateway's, puertos con los que cuenta cada uno y en que subestaciones se usan.

Tabla 13. Gateway's de las subestaciones antiguas.

GATEWAY	PUERTOS	SUBESTACIÓN
SMP_4 (COOPER)	4 Seriales 2 Ethernet 1 USB (gestión)	HUNZA RAMADA SIRATA
SMP_16 (COOPER)	16 seriales 2 Ethernet 1 USB (gestión)	BOAVITA CHIQUEQUIRÁ DONATO GUATEQUE HIGUERAS MARANTÁ PAIPA PUERTO BOYACÁ SAN ANTONIO
SIMATIC PC (SIEMENS)	Seriales 2 Ethernet 2 4 USB	IRACA PATRIOTAS
SAT_TM_1703_ACP (SIEMENS)	2 Seriales 2 Ethernet	APOSENTOS BUENA VISTA

	2 USB	CHINAVITA CHITA COMBITA FIRAVITOBA GUANARES JENESANO MACANAL MIRAFLORES MUZO OTANCHE PAZ DE RÍO PUERTO SERVIEZ RAMIRIQUI SÁCHICA SAN JOSE DE PARE SAN LUIS DE GACENO SOCHA SOCOTÁ TASCO TENZA TIPACOQUE TOGÜI VENTAQUEMADA ZETAQUIRA
--	-------	---

Fuente: Autor.

La anterior tabla muestra que el 70% de los Gateway's implementados en las subestaciones antiguas son del fabricante SIEMENS.

Todos los Gateway's hacen la comunicación con el sistema SCADA por medio del protocolo IEC 60870-5-104.

Los Gateway's SMP 4 y SMP 16 son compatibles con sistema operativo Windows y protocolos DNP3, IEC 60870-5-101/103/104, IEC 61850 y MODBUS. La diferencia radica en los puertos seriales que traen cada uno y la licencia que tengan, ya que dependiendo de la licencia se tendrá el número de dispositivos o equipos que se puedan conectar y la cantidad de protocolos que se pueden usar.

El Gateway SAT_TM_1703_ACP con los que cuentan las subestaciones de la EBSA tienen tarjetas seriales con compatibilidad a protocolos DNP y MODBUS para señales de entrada y protocolo IEC 60870-5-104 para la salida. Por último el Gateway SIMATIC PC es un PC industrial el cual se basa en un software para leer protocolos, hace uso de los puertos seriales únicamente para la comunicación con los medidores a través de MODBUS y los puertos Ethernet los usan para la comunicación con los demás equipos, maneja protocolos DNP y MODBUS sobre TCP/IP.

En cuanto a las RTU, estas han venido siendo implementadas en subestaciones automatizadas desde el 2012. La Tabla 14 muestra las subestaciones que cuentan con RTU de referencia miniRTU4000. Estas subestaciones junto con la subestación Santana que tiene una RTU SEL 2440, son las únicas que cuentan con RTU para recibir todos los datos de los IED's y transmitirlos a un Gateway.

Tabla 14. Subestaciones que cuentan con miniRTU4000.

Arcabuco	La perla	Sutatenza	Gachantiva
Belén	Llano Alrcon	Tibana	Guacamayas
Cantino	Paipa	Tópaga	Saboya
Chitaraque	Pauna	Umbita	Soata

Las RTU'S a diferencia de los Gateway's almacenan y recolectan datos históricos en una base de datos interna y los envían por medio de los canales de comunicación o de acuerdo a la configuración.

4.6 RESPALDO DE ENERGÍA

El respaldo de energía de las subestaciones depende de los niveles de tensión que se manejen. Para subestaciones de niveles de tensión 115kV/34.5kV/13.8kV el respaldo de energía está compuesto por un banco de baterías de 300 A y 125 V (Figura 12), cargadores de baterías y un inversor. Las diferentes marcas de los cargadores son: UyG, PEI, FULGOR ENERGÍA y MAJO POWER. Las marcas de las baterías generalmente son VARTA y EverExceed.

Para las subestaciones de niveles de tensión 34.5kV/13.8kV el respaldo de energía se basa en una UPS de marcas QUEST, APC y CDP. La autonomía de los respaldos de energía depende de la carga que tenga cada subestación. Estas subestaciones tienen un carga aproximada de 600W, por lo tanto la autonomía es de aproximadamente de 4 a 6 horas.

Figura 12. Banco de Baterías Subestación Donato.

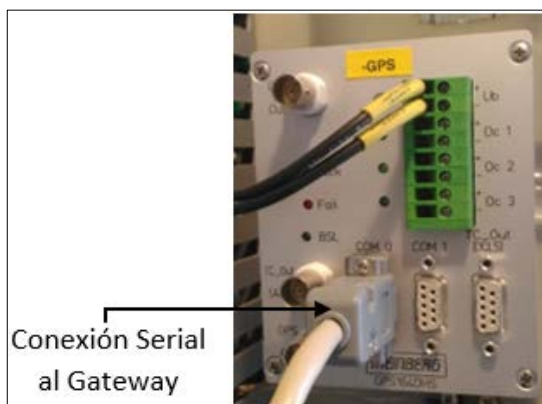


Fuente: Autor.

4.7 RELOJ GPS

El sistema de GPS en las subestaciones antiguas funciona con el receptor de satélite Meinberg GPS163TDHS/GPS163TAHS, este módulo se conecta por medio de una interfaz RS232 al Gateway o RTU como se puede ver en la Figura 13. Su alimentación es DC para el modelo DHS y AC para el modelo AHS. La función de este reloj GPS es permitir la sincronización junto con los demás relojes de las subestaciones para que el Gateway entregue la información en una correcta secuencia.

Figura 13. Reloj GPS Meinberg GPS163TDHS.

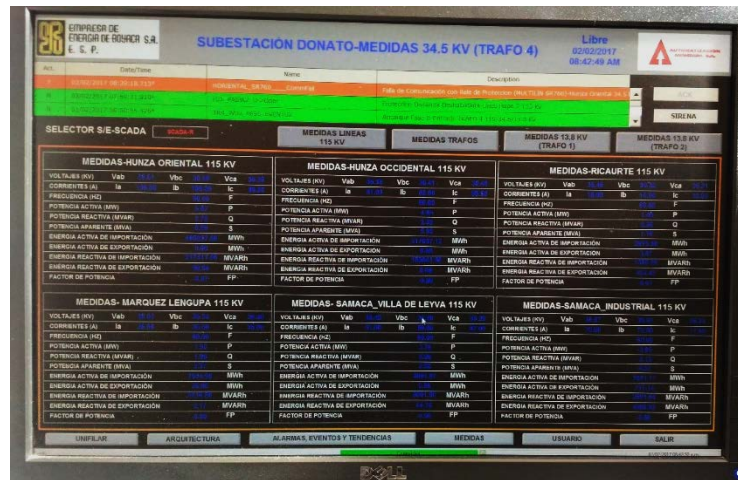


Fuente: Autor.

4.8 IHM Y SISTEMA SCADA

La interfaz usada desde el sistema SCADA se basa en un Software para la visualización de los procesos en las subestaciones de la empresa, éste depende de la empresa automatizadora. Los software con los que se cuentan son Axon Builder de Axon Group, Visual T&D o Visual Substation (Figura 14) de Automatización Avanzada, Power CC de Siemens y Monitor Pro, el cual ya está obsoleto y requiere reemplazo en subestaciones como san Antonio, Ramada, Sirata, Higuera y Hunza.

Figura 14. IHM Subestación Donato.



Fuente: Autor.

Los Software que manejan las IHM cuentan con características en su pantalla como alarmas, información de registro de entradas, salidas, falla de comunicación y estados de monitoreo. Además contienen estampa de tiempo, información en texto como origen de información, causa, nivel destino, entre otras.

El sistema SCADA funciona sobre el Software SPECTRUM POWER CC de SIEMENS.

4.9 COMUNICACIONES

En 16 subestaciones se ha venido implementando fibra óptica como medio de transmisión principal y enlaces inalámbricos por microondas como medio secundario, las subestaciones con estos dos medios de transmisión se observan en la Tabla 15.

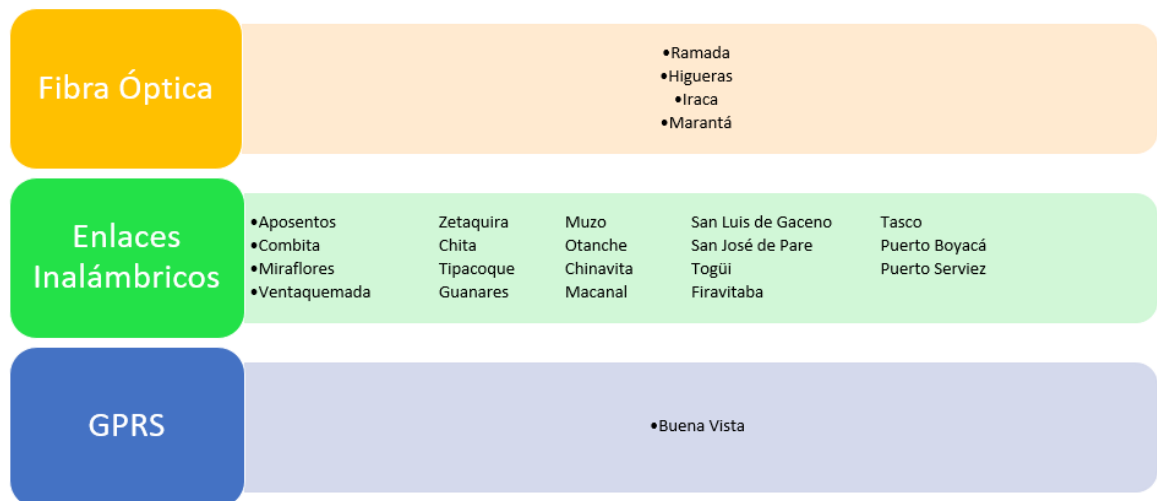
Tabla 15. Medios de comunicación en Subestaciones Antiguas que usan Fibra óptica y enlaces inalámbricos.

Donato	Boavita	Paipa	Ramiriquí
Hunza	Chiquinquirá	Paz de Río	Sáchica
Patriotas	Guateque	Socha	San Antonio
Jenesano	Tenza	Socotá	Sirata

Fuente: Autor.

En la Figura 15 se observan las subestaciones que solo hacen uso de un medio de transmisión y se especifica el medio de transmisión usado en la comunicación con el centro de control.

Figura 15. Medios de Transmisión en Subestaciones Antiguas de la EBSA.



Fuente: Autor.

Los equipos usados para comunicaciones por fibra óptica son ODF's (Optical Distribution Fiber) que son los encargados de la distribución de cable de fibra, Tranceiver que hacen la conversión de una señal lumínica (fibra óptica) a una

señal análoga para poder ser conectados a switch's como GARREDCOM, RUGGEDCOM y JUNIPER que cumplen la función de realizar la conectividad con la red.

Para enlaces inalámbricos se usan radios punto a punto o punto – multipunto de marca RADWIN, ROCKET y ESTEEM con antenas que varían sus DBI's dependiendo las distancias. En tecnología GPRS se usa Modem IPn4G.

En cuanto a protocolos de comunicación como ya se han mencionado anteriormente se tienen en la EBSA: IEC 61850, IEC 60870-5-101/103/104, DNP3 y MODBUS para la comunicación entre equipos de las subestaciones con el Gateway y el protocolo IEC 60870-5-104 es el que usan los Gateway's de las subestaciones para comunicarse con el sistema SCADA (Figura 16).

Figura 16. Protocolos de comunicación entrante y saliente del Gateway de las subestaciones al sistema SCADA.



5. PLAN MANTENIMIENTO Y ACTUALIZACIÓN

5.1 MANTENIMIENTO EN UNA SUBESTACIÓN

El mantenimiento de los equipos de una subestación se realiza con el fin de asegurar su buen funcionamiento, prevenir fallas, reducir esfuerzos y costos, además de influir en la confiabilidad, eficiencia y calidad de la prestación del servicio, por lo tanto es necesario en primer lugar un buen mantenimiento preventivo planificado y ejecutado, este trae beneficios como disminución del tiempo de interrupciones de los equipos, incremento en la productividad, menor costo de las posibles reparaciones, mayor seguridad y disminución de los accidentes, permitiendo detectar problemas dentro de la subestación y así prevenir fallos en la misma.

Luego de que ocurre una falla o error en el sistema es necesario un mantenimiento correctivo, este mantenimiento tiene consecuencias como: paradas no previstas en el proceso productivo, presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados, la planificación del tiempo que estará el sistema fuera de operación no es predecible, entre otros. Por último se tiene un mantenimiento predictivo que consiste en determinar las condiciones técnicas, mientras se encuentre en funcionamiento, tiene como objetivo disminuir las paradas por mantenimientos preventivos, y de esta manera minimizar los costos por mantenimiento y por no producción¹⁴.

5.2 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)

Reliability Centred Maintenance (RCM). Es el proceso que permite determinar cuáles son las tareas de mantenimiento adecuadas para cualquier activo físico de la empresa. La implementación del RCM debe llevar a equipos más seguros y confiables, reducciones de costos (directos e indirectos), mejora en la calidad del producto y mayor cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente. El RCM también está asociado a beneficios humanos, como mejora en la relación entre distintas áreas de la empresa, fundamentalmente un mejor entendimiento entre mantenimiento y operaciones. Según esta norma, las siete preguntas básicas del proceso RCM son:¹⁵

¹⁴R. Alcalá, J. García y M. Hernández, "Manual de Mantenimiento Preventivo y Pruebas Aplicables a Subestaciones Compactas Convencionales", Escuela superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, México, 2010.

¹⁵ RCM - Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. {En línea}. {19 de Enero de 2017}. Disponible en:

- ¿Cuáles son las funciones deseadas para el equipo que se está analizando?
- ¿Cuáles son los estados de falla (fallas funcionales) asociados con estas funciones?
- ¿Cuáles son las posibles causas de cada uno de estos estados de falla?
- ¿Cuáles son los efectos de cada una de estas fallas?
- ¿Cuál es la consecuencia de cada falla?
- ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir la falla?
- ¿Qué hacer si no puede encontrarse una tarea predictiva o preventiva?

RCM es una metodología de mantenimiento que se puede adecuar a los sistemas y equipos que componen la estructura de automatización de la EBSA para tener un análisis y llegar a implementar un plan de mantenimiento para sistemas y equipos involucrados. Los ítems a tener en cuenta para el análisis de cada sistema y equipo son los siguientes:

- Listado de funciones
- Determinación de modos y fallos funcionales
- Estudio de las consecuencias de los fallos
- Determinación y agrupación de medidas preventivas

Teniendo en cuenta lo anterior se procede a realizar el análisis de manera general para el sistema de control, el Gateway y los tableros de control o celdas, debido a que estos equipos son prioritarios en la automatización de una subestación.

5.2.1 Listado de funciones del sistema de control. Las principales funciones del sistema de control son:

- Optimizar la operación del sistema de distribución de energía.
- Monitorear, supervisar y maniobrar de forma remota equipos y dispositivos que estén involucrados en el proceso de distribución de energía.
- Ofrecer calidad en la prestación del servicio de energía.
- Dar rápida respuesta ante fallos y funcionamiento indebido de equipos y dispositivos que estén involucrados en el proceso de distribución de energía.

5.2.2 Determinación de modos y fallos del sistema de control. El sistema de control puede fallar cuando se tienen:

- Fallos en el sistema y equipos de comunicación involucrados en la transmisión de datos al centro de control.
- Fallos en los equipos como: PLC's, RTU's, Gateway's e interfaz IHM.
- Fallo en el sistema de alimentación y/o respaldo de energía.

5.2.3 Consecuencia de los fallos. Si el sistema de control falla provoca la interrupción en todo el proceso de monitoreo, supervisión y maniobra de forma remota a equipos y dispositivos que estén involucrados en el proceso de distribución de energía.

5.2.4 Determinación y agrupación de medidas preventivas del sistema de control.

- Contar con dos medios de comunicación para transmisión de datos, con el fin de tener un respaldo en caso de que uno falle.
- Monitorear y tomar parámetros de DC, realizar pruebas de carga y descarga básicas de las baterías que componen los respaldos de energía para garantizar su funcionamiento. Además hacer cambio de baterías dependiendo su vida útil.
- Actualización de Software y protocolos en los equipos e interfaz de las subestaciones.

5.2.5 Listado de funciones del Gateway.

- Interconectar equipos y dispositivos con protocolos diferentes.
- Realizar la conversión de protocolos para la interconexión de redes con un único protocolo.

5.2.6 Determinación de modos y fallos del Gateway.

- Fallo en los puertos de comunicación.
- Daño total en el equipo a causa de descargas eléctricas o por factores ambientales como humedad y temperatura.
- Fallo en el sistema de alimentación (fuente).

5.2.7 Consecuencia de los fallos del Gateway. Si este quipo falla provoca la pérdida de la comunicación del sistema SCADA y la IHM con los equipos de la subestación, es decir, no se podrán recibir datos de los equipos para su supervisión, ni tampoco se podrán maniobrar sobre ellos.

5.2.8 Determinación y agrupación de medidas preventivas del Gateway.

- Contar con un sistema de protecciones para descargas eléctricas.
- Inspeccionar de manera exhaustiva las conexiones que llegan a los puertos del Gateway y realizar el cambio de estas conexiones si se identifica desgaste u otro factor que pueda llegar a afectar la comunicación.
- Realizar limpieza del equipo de dos a tres veces al año, además de contar con sistemas eficientes de ventilación y sistemas de reducción de humedad si se requiere.
- Contar con una copia de seguridad de la configuración del Gateway.

5.2.9 Listado de funciones de los tableros de control.

- Comunicar el reconectador, interruptor, seccionador o transformador con el Gateway.
- Realizar maniobras de manera local al reconectador, interruptor o seccionador.
- Operación y/o tareas de mantenimiento de reconectores o interruptores.

5.2.10 Determinación de modos y fallos de los tableros de control.

- Daño total por descargas eléctricas.
- Fallo en las baterías internas de respaldo.
- Fallo en los puertos seriales.

5.2.11 Consecuencias de los fallos de los tableros de control. Al tener fallos o daños en los tableros de control o celdas se perderá la comunicación entre el reconectador, interruptor, seccionador o transformador con el Gateway, además de no poder adquirir información del estado de cada uno, ni realizar mantenimientos y maniobras remotas o locales sobre los mismos.

5.2.12 Determinación y agrupación de medidas preventivas de los tableros de control.

- Contar con un sistema de protecciones para descargas eléctricas y observar el estado de las baterías internas, teniendo en cuenta que el cambio de baterías es cada cuatro años.
- Revisar todas las conexiones de los puertos del tablero de control o celda y realizar el cambio de estas conexiones si se identifica desgaste u otro factor que pueda llegar a afectar la comunicación.
- Hacer pruebas y revisión de la configuración de cada tablero de control y relé junto con sus parámetros de funcionamiento.
- Contar con una copia de seguridad de la configuración de los tableros de control.


Para aplicar esta metodología es necesario contar primero con un historial de fallas de estos equipos para luego poder programar un número determinado de mantenimientos preventivos al año y procedimientos concretos a realizar para prevenir fallas.

5.3 FORMATOS PARA REGISTRO DE CARACTERÍSTICAS Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS

La EBSA actualmente no cuenta con un registro de la información técnica de los equipos de automatización que hay en cada una de las subestaciones, ni tampoco cuenta con un registro del mantenimiento que se le realiza a cada equipo durante el año, por lo tanto se plantean dos formatos con los cuales se pretende tener un inventario y control de mantenimiento de los equipos.

El primer formato (Figura 17) identifica el equipo, con características de ocupación de puertos y desempeño que tenga


Figura 17. Formato Características Equipos de Automatización EBSA.

 Características Equipos Subestaciones EBSA				Subestación:		
Equipo:				Referencia:		
Fabricante:				Código Activo:		
Año de Implementación:						
Reparado o Actualizado: <input type="radio"/> NO <input type="radio"/> SI				Año:		
Puertos	N° Puertos	N° Puertos Ocupados	Protocolos	Baterías: <input type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO	Fecha Último Cambio de Baterías:	
<input type="radio"/> RS232			<input type="radio"/> MODBUS			
<input type="radio"/> RS485			<input type="radio"/> DNP3	Estado Físico	Estado Funcional	
<input type="radio"/> ETHERNET			<input type="radio"/> IEC 61850	<input type="radio"/> EXCELENTE	<input type="radio"/> EXCELENTE	
<input type="radio"/> USB			<input type="radio"/> IEC 60870-5-101/103/104	<input type="radio"/> BUENO	<input type="radio"/> BUENO	
<input type="radio"/>				<input type="radio"/> REGULAR	<input type="radio"/> REGULAR	
TIPO Y CAPACIDAD				<input type="radio"/> MALO	<input type="radio"/> MALO	
Almacenamiento Interno:	<input type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO			Último Mantenimiento realizado:		
RAM:	<input type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO			DÍA	MES	AÑO
Observaciones:						

Fuente: Autor.

El segundo formato tiene como fin documentar las actividades realizadas en el mantenimiento de cada uno de los equipos para llevar un control y evaluación del mantenimiento realizado. Este formato planteado se puede observar en la Figura 18.

Figura 18. Formato Mantenimiento Equipos de Automatización EBSA.

	Mantenimiento Equipos Subestaciones EBSA	Fecha:	
		Subestación:	
Equipo:		Referencia:	
Fabricante:		Código Activo:	
Descripción Mantenimiento o Trabajo Realizado:	Fallas Detectadas:	Medidas Aplicadas:	
	<input type="radio"/> Desgaste	<input type="radio"/> Montaje/Desmontaje	
	<input type="radio"/> Operación Indevida	<input type="radio"/> Modificación	
	<input type="radio"/> Medio Ambiente	<input type="radio"/> Calibración	
	<input type="radio"/> Baterías	<input type="radio"/> Reparación	
	<input type="radio"/> Desconocido	<input type="radio"/> Supervisión	
	<input type="radio"/> Sin Falla	<input type="radio"/> Ninguna	
	<input type="radio"/> Otra (¿Cuál?):	<input type="radio"/> Otra (¿Cuál?):	
Observaciones:			
Funcionario(s) que realiza el mantenimiento:		Código(s)/Cédula:	

Fuente: Autor.

5.4 PLAN DE ACTUALIZACIÓN

Se debe en primer lugar realizar un análisis de cuáles son las subestaciones antiguas prioritarias de la EBSA, teniendo como aspectos principales niveles de tensión que manejan y número de clientes, para luego seleccionar que equipos involucrados en la automatización son también prioritarios y requieren ser reemplazados en cada subestación.

En el plan de actualización también es importante para la empresa tener en cuenta la resolución 025 de la CREG, en la cual se exponen presupuestos de actualización y metodologías de remuneración del cargo por confiabilidad en el mercado mayorista de energía de acuerdo a cada una de las subestaciones, recordando que el tener una subestación automatizada genera procesos de distribución de energía más eficientes, confiables y seguros.

Otra razón para realizar actualizaciones en las subestaciones aparte de que los equipos ya han cumplido o están próximos a cumplir su vida útil es contar con una estandarización de protocolos para poder obtener homogenización en la transmisión de información con el uso del protocolo IEC 61850, que tiene como ventaja una transferencia eficiente de datos y comandos de procesos sobre redes de comunicación de alta velocidad.

6. ORGANIZACIÓN DE INFORMACIÓN EN MEDIO DIGITAL

La información recopilada de los equipos con los que cuentan las subestaciones automatizadas se documenta de manera digital e interactiva mediante los software Excel y SAP.

Para el caso de EXCEL se crea un documento el cual se divide por las ocho zonas operativas de la EBSA. En cada una de estas zonas se encuentra información como código de subestación, año de automatización, integrador del sistema de control, equipos de potencia como transformadores, reconectadores y seccionadores, medios de transmisión usados junto con equipos de comunicación y equipos de automatización con los que cuenta cada subestación. Debido a políticas de seguridad de la EBSA no se permite la divulgación de todos estos datos, por lo tanto en el anexo G se muestra la zona oriente como ejemplo de la información recopilada y documentada en Excel.

Se hace uso de SAP debido a que es un software con el que cuenta la empresa y es muy útil para la documentación de manera digital e interactiva ya que permite tener un inventario real de los equipos existentes en cada subestación, programar mantenimientos, actualizar información acerca de los mismos y es un software al cual tienen acceso los funcionarios de la empresa. En la Figura 19 se puede observar algunas de las características que se deben ingresar en SAP al momento de crear un equipo dentro de este software para que haga parte del inventario de la EBSA.

Figura 19. Creación Equipo de Automatización (Gateway) en la subestación Otanche mediante SAP.

Crear equipo : Ubicación Física

Resumen clases PtosMedida/Contador

Equipo Tpo Máquinas

Denominación   Nota inter.

Status BLCQ 

Válido de Fin de validez

Inf.General de EQ. **Ubicación Física del EQ.** Inf de planer y respon...

Datos de emplazamiento

Ce.emplazam. CENTRO ZONA OCCIDENTE 

Emplazamiento Otanche

Sector

Área de empresa Dir. Mantenimi

Puesto trabajo

Indicador ABC Prordad Máxima

Campo clasif.

7. CONCLUSIONES

La EBSA cuenta con 67 subestaciones automatizadas, de las cuales un 59,7% requieren ser actualizadas de acuerdo a la resolución 097 de la CREG.

De las 11 subestaciones con 10 o más años de antigüedad se identifica que siete son subestaciones principales debido a que manejan niveles de tensión de 230kV y 115kV. Estas subestaciones son: Donato, Chiquinquirá, Ramada, San Antonio, Higuera, Paipa y Puerto Boyacá.

Se proyectaron formatos de características y mantenimiento de equipos de automatización para documentar manera física y digital las actividades realizadas en los mantenimientos de cada uno de los equipos, aportando mejoras para garantizar el buen funcionamiento y prevenir posibles fallas.

8. RECOMENDACIONES

Es necesario documentar cada uno de los mantenimientos que se haga a los equipos de las subestaciones para crear un historial de fallas y de este historial hacer un plan de mantenimiento preventivo y centrado en confiabilidad para obtener el correcto funcionamiento de cada equipo que compone el sistema de automatización de la subestación.

Realizar una búsqueda y análisis de sistemas de protección que se puedan implementar en el sistema de control de cada una de las subestaciones para evitar daños totales en los equipos a causa de descargas eléctricas.

Es importante actualizar equipos que se consideren prioritarios en la comunicación de IED's con el centro de control al protocolo IEC61850 con el fin de unificar los protocolos IEC 60870-5-101/104, MODBUS y DNP 3.0. Este protocolo permitiría integrar todas las funciones de protección, control, medición y supervisión en una subestación.

BIBLIOGRAFÍA

ALCALÁ SÁNCHEZ, Ricardo. GARCÍA CORTÉS, José. HERNÁNDEZ ARÉSTIGUI, Moisés. Manual de Mantenimiento Preventivo y Pruebas Aplicables a Subestaciones Compactas Convencionales. México, 2010. Trabajo de Grado Ingeniero Electricista. Instituto Politécnico Nacional Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Departamento de ingeniería eléctrica.

Antenas y Líneas de Transmisión. {En línea}. {20 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://wndw.net/pdf/wndw-es/chapter4-es.pdf>

Axon Group: Teoría en protocolo IEC 60870-5-104. {En línea}. {19 de Enero de 2017}. Disponible en: http://www.axongroup.com.co/protocolo_iec_160870_5_104.php

Axon Group: Teoría en protocolo MODBUS. {En línea}. {19 de Enero de 2017}. Disponible en: http://www.axongroup.com.co/protocolo_modbus.php

Axon Group: Teoría en protocolo IEC 61850. {En línea}. {19 de Enero de 2017}. Disponible en: http://www.axongroup.com.co/protocolo_61850.php

Banda ancha: Tipos de conexión de Banda ancha. {En línea}. {20 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/662/A5.pdf?sequence=5>

BILLHARDT, Holger. Teoría de Autómatas y Lenguajes Formales. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: http://www.ia.urjc.es/grupo/docencia/automatas_itis/apuntes/capitulo%201.ppt.pdf

CHAVEZ MOSQUEDA, Gerardo. Propuesta de Automatización de una subestación eléctrica de distribución. México, 2013. 116p. Trabajo de Grado Ingeniero Eléctrico Electrónico. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas: Quienes Somos. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://www.creg.gov.co/index.php/es/creg/quienes-somos/historia>

CONTROL DE PROCESOS "SCADA". {En línea}. {18 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://www.etitudela.com/celula/downloads/controldeprocesos.pdf>

Controlador Lógico Programable-PLC. {En línea}. {13 de Enero de 2017}. Disponible en: http://www.efn.uncor.edu/departamentos/electro/cat/eye_archivos/apuntes/a_practico/CAP%209%20Pco.pdf

COPADATA: Interfaz hombre-máquina (HMI). {En línea}. {18 de Enero de 2017}. Disponible en: <https://www.copadata.com/es-es/soluciones-hmi-scada/interfaz-hombre-maquina-hmi/>

Curso Virtual de Redes Eléctricas: Equipos de las Subestaciones. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/c2equipos24.php>

Curso Virtual de Redes Eléctricas: Tipos de Subestaciones. {En línea}. {17 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/c2tsubestaciones25.php>

Descripción y Función del Equipo de una Subestación Eléctrica. {En línea}. {17 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/29582/1/MarPerezyVidalLopez.pdf>

Disposiciones Generales para Locales de Subestación Tipo Interior. {En línea}. {18 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://www.epm.com.co/site/Portals/0/Users/033/33/33/RA8-014.pdf>

EBSA: Empresa De Energía De Boyacá S.A. E.S.P. {En línea}. {16 de Diciembre de 2016}. Disponible en: <http://www.ebsa.com.co/SitePages/Index.aspx>

EATON: UPS Basics. {En línea}. {18 de Enero de 2017}. Disponible en: http://www.eaton.com/ecm/groups/public/@pub/@eaton/@corp/documents/content/pct_1548681.pdf

FAÚNDEZ ZANUY, Marcos. Sistemas de Comunicaciones. Primera Edición. Barcelona, España: editorial Marcombo, 2001. 208p.

HUIDOBRO, José Manuel. Antenas de telecomunicaciones. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: https://www.acta.es/medios/articulos/ciencias_y_tecnologia/020001.pdf

International Electrotechnical Commission: What we do. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://www.iec.ch/about/activities/?ref=menu>

LETHAM, Lawrence. GPS Fácil: Uso del sistema de posicionamiento global. Primera Edición. Barcelona, España: editorial Paidotribo, 2001. 5p.

Lo que usted necesita saber sobre Routers y Switches: Conceptos generales. {En línea}. {20 de Enero de 2017}. Disponible en: http://www.cisco.com/c/dam/global/es_mx/assets/ofertas/desconectadosanonimos/routing/pdfs/brochure_redes.pdf

Manual 061 Controlador Lógico Programable PLC. {En línea}. {18 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://www.microautomacion.com/capacitacion/Manual061ControladorLgicoProgramablePLC.pdf>

MEJÍA VILLEGAS S.A. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. Segunda Edición. Bogotá, Colombia: Mejía Villegas S.A., 2003.

Módulo 5. Técnicas digitales: Fibra óptica. {En línea}. {19 de Enero de 2017}. Disponible en: http://www.seguridadaerea.gob.es/media/3785415/modulo05_cap10.pdf

NOJA POWER. OSM Guía del Producto. Reconectador Automático OSM Modelos 15kV, 27kV & 38kV.

PRTG Network Monitor. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: <https://www.es.paessler.com/prtg>

PEÑA HERRERA AGUILAR, Juan Carlos. Automatización de Subestaciones e integración al Sistema SCADA. Quito, 2007. 297p. Trabajo de Grado Ingeniero Eléctrico. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de Ingeniería.

Redes. Equipos de red: Gateway. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://vgg.uma.es/redes/equipos.html#inicio>

Redes Telemáticas: El switch: cómo funciona y sus principales características. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://redestelematicas.com/el-switch-como-funciona-y-sus-principales-caracteristicas/>

RIVAS GONZÁLEZ, Carlos. Manual de operación, programación y pruebas eléctricas del reconectador automático trifásico, tipo intemperie, 630 a, 27 kV, acero inoxidable, marca Schneider nu-lec, serie U, caja de control flex-vue. Camurí Grande, 2013. 27p. Trabajo de Grado Técnico Superior Universitario en Tecnología Eléctrica. Universidad Simón Bolívar.

Rocatek: Qué es un PLC (Básico). {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: http://www.rocatek.com/forum_plc1.php

RODRIGUEZ LIZCANO, Marlon. Modelo de Gestión del Mantenimiento Preventivo y Predictivo para las Subestaciones de la Empresa de Energía de Cundinamarca. Colombia, Bogotá, 2009. Monografía de Grado Especialista en Gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas.

S. Ronquillo. Historia del Origen y Evolución de la Generación y Distribución de Corriente Eléctrica. {En línea}. {10 de Enero de 2017}. Disponible en: http://www.academia.edu/9459503/HISTORIA_DEL_ORIGEN_Y_EVOLUCION_DE_LA_GENERACION_Y_DISTRIBUCION_DE_CORRIENTE_ELECTRICA

SALAH, Mohammad. SCADA Systems. {En línea}. {18 de Enero de 2017}. Disponible en: <http://www.msalah.com/A/SCADA.pdf>

SAP: Acerca de SAP. {En línea}. {16 de Enero de 2017}. Disponible en: <https://www.sap.com/latinamerica/about.html>

STUTVOET, Hans. Intelligent Electronic Device (IED). {En línea}. {18 de Enero de 2017}. Disponible en: <https://www.svri.nl/en/intelligent-electronic-device-ied/>

Substation Automation Systems. {En línea}. {18 de Enero de 2017}. Disponible en: <https://www.kth.se/social/upload/532f243cf276541d0e466ac0/Lecture%205%20Substation%20Automation%20Systems.pdf>

TRASHORRAS MONTECELOS, Jesús. Subestaciones Eléctricas. Primera Edición. Madrid, España: editorial Paraninfo, 2015. 169p.

TOSCANO PALACIOS, Marco Antonio. Automatización de una Subestación Eléctrica utilizando el Protocolo IEC61850 y el ICCP para el envío de Datos. Lima, 2010. 41p. Trabajo de Grado Ingeniero Electrónico. Universidad Ricardo Palma. Facultad de Ingeniería Electrónica.

Twenergy: ¿Qué son las subestaciones eléctricas y para qué sirven? {En línea}. {17 de Enero de 2017}. Disponible en: <https://twenergy.com/co/a/que-son-las-subestaciones-electricas-y-para-que-sirven-1759>